



Liu, Weijia; Wu, Qiuwei; Wen, Fushuan

Published in:
Dianli Xitong Zidonghua

Link to article, DOI:
[10.7500/AEPS20131104003](https://doi.org/10.7500/AEPS20131104003)

Publication date:
2014

Document Version
Publisher's PDF, also known as Version of record

[Link back to DTU Orbit](#)

Citation (APA):
Liu, W., Wu, Q., & Wen, F. (2014). . *Dianli Xitong Zidonghua*, 38(24), 26-33.
<https://doi.org/10.7500/AEPS20131104003>

General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

DOI: 10.7500/AEPS20131104003

电动汽车和可控负荷参与配电系统阻塞管理的市场机制

刘伟佳¹, 吴秋伟², 文福拴^{1,3}, 薛禹胜⁴

(1. 浙江大学电气工程学院, 浙江省杭州市 310027;

2. Center for Electric Power and Energy, Technical University of Denmark, Lyngby 2800, 丹麦;

3. 文莱科技大学电机与电子工程系, 斯里巴加湾 BS8675, 文莱;

4. 南瑞集团公司(国网电力科学研究院), 江苏省南京市 211106)

摘要:研究了在电力市场环境下,如何通过市场机制来引导电动汽车充电负荷和可控负荷进行协调调度,以避免负荷尖峰和配电系统阻塞。首先,根据负荷用电灵活性,选取温度控制型的居民用电负荷作为可控负荷,并考虑了具备电动汽车入网(V2G)功能的电动汽车充放电负荷的灵活性;根据可控负荷的热力学特性和电动汽车的充放电特性,分别建立这两类负荷的需求模型。之后,根据可控负荷代理和电动汽车代理的经济理性与需求侧负荷特性,代理商向配电系统调度机构上报下一交易日的初步负荷计划;配电系统调度机构对负荷计划进行校验,并采用最优潮流方法确定阻塞价格;各代理商则根据阻塞价格,在满足用户需求的前提下对可控负荷和电动汽车充放电负荷进行调整和协调。通过采用这样的机制,可控负荷和电动汽车负荷的用电计划会根据阻塞价格作出调整,从而减少阻塞时段的用电负荷,增加非阻塞时段的用电负荷,最终避免集中用电导致负荷尖峰和配电系统阻塞。对修改后的 IEEE 33 节点标准配电系统分析表明,所提出的阻塞管理策略可以在很大程度上缓解或解决配电系统可能出现的阻塞问题。

关键词:电力市场;阻塞管理;配电系统;需求响应;电动汽车

0 引言

随着智能电网技术、分布式发电技术、无线通信技术等的快速发展,传统的电力系统迎来了新的发展机遇^[1-2]。具体到配电系统,分布式电源、电动汽车(electric vehicle, EV)和需求响应等为配电系统的运行优化提供了可灵活调度的资源,但同时也给其安全与经济运行和管理带来了新的挑战^[3-5]。其中,分布式电源与主动负荷或可控负荷的双向互动,已经成为广受关注的问题^[6-7]。

在理想情况下,配电系统中的分布式电源、储能装置、主动负荷和可控负荷等的双向互动,可以在可调度范围内充分响应市场价格和调度需求,降低各自的成本或改善效益并提高配电系统整体运行效率。然而,无约束或无引导的用电行为和不合理的调度策略,则可能导致配电系统出现负荷尖峰和阻塞等问题,影响配电系统的安全与经济运行^[8-9]。可

以通过适当的价格手段,激励各类可灵活调度资源对市场价格信号的自发响应,以避免出现阻塞^[10-11]。基于这样的考虑,本文设计了一种基于阻塞价格的市场机制,利用配电系统中各类可灵活调度资源所固有的特性,规避可能出现的配电系统阻塞。

居民用户的可控负荷和 EV 充放电负荷均可视为配电系统中可灵活调度的资源,参与电力市场环境下的阻塞管理。现有的需求响应主要针对工业用户等大型负荷,而分布分散、随机性较强的居民负荷一般被认为是不可控的,这样针对居民负荷需求响应的研究和实践尚不多见。随着智能电表技术的迅速发展和普及,部分居民负荷已可被视为可控负荷并参与到配电系统的运行优化,如将需求响应应用于负荷错峰^[12]、降低系统网损^[13]、系统的调频与备用^[14]、改善配电系统运行经济性^[15]等。EV 作为接入配电系统的新型负荷,同时具有可灵活调度的特性和很强的不确定性,EV 普及后其充电安排会在很大程度上影响需求响应特性和阻塞管理效果。EV 的充电负荷和考虑电动汽车入网(vehicle to grid, V2G)模式的 EV 放电负荷参与配电系统优化运行的潜力已被广泛认可,已有许多针对 EV 接入对系统的影响与解决措施^[16]、充放电负荷预测^[17]、

收稿日期: 2013-11-04; 修回日期: 2014-08-12。

国家重点基础研究发展计划(973 计划)资助项目(2013CB228202);国家自然科学基金委员会(NSFC)与英国工程与自然研究理事会(EPSRC)合作研究项目资助(51361130153, 51361130152)。

充放电策略优化^[18-19]和 EV 用于负荷错峰^[20]等方面问题的研究。然而,如何协调调度居民可控负荷和 EV 充放电负荷以规避配电系统阻塞,就笔者所知尚未有研究报道。

在上述背景下,本文首先提出配电系统的市场结构和参与者的责任,并对居民用户的可控负荷和 EV 充放电负荷分别建模。之后,配电系统调度机构考虑可控负荷和 EV 充放电负荷的需求特性,采用直流最优潮流确定调度计划、节点电价和校验各代理商的用电计划是否可行,并根据节点电价计算阻塞价格。阻塞价格随后被用于引导可控负荷代理和 EV 代理调整用电计划,通过这些代理商对价格信号的响应,自发地错开负荷尖峰,最终避免系统出现阻塞。最后,用算例对所提出的市场机制、模型和阻塞管理策略的可行性进行了仿真分析。

1 居民用户整体负荷模型

大部分温度控制型负荷是可控的,如空调、电暖气、电热水器、电冰箱等。对恒温负荷的调度则须在电力用户可以接受的范围内进行,虽然调度方面有局限性,但由于这部分负荷量较大,其参与配电系统优化运行的潜力较大^[21]。居民住宅的热力学模型在很大程度上影响温度控制型可控负荷的调度特性。本文提出简化的住宅模型,并以常用的空调、电热水器和冰箱为例对温度控制型可控负荷进行建模与分析。

1.1 居民住宅与可控负荷模型

居民住宅的热力学特性对温度控制型负荷如空调等具有重要的影响。居民住宅的热力学模型主要包括^[22]:①住宅的结构和热容量;②住宅与外界的热传递;③住宅在白天受到的太阳能热辐射;④住宅内部的热源,如家用电器等。可以将住宅分为住宅内部和住宅墙体两部分,住宅与外界的热传递可以用 3 个热传递速率来描述:①住宅内部和外界的热传递速率;②住宅墙体与外界的热传递速率;③住宅内部与墙体的热传递速率。

考虑到负荷控制的可能性以及常规家用电器的普及性,本文选取空调、电冰箱和电热水器作为温度控制型负荷参与配电系统的调度。下面提出简化的住宅模型,并以常用的空调、电热水器和冰箱为例对温度控制型可控负荷进行建模与分析,模型的细节和参数详见附录 A。

1)家用空调是常用的制冷装置,将室内的高温热量传递到室外,对室内温度进行调节。家用空调主要由冷凝管、压缩机、蒸发管等构成^[23],空调各模

块之间以及空调与住宅室内空气存在热传递,从而控制调节室内温度。通常情况下,家用空调的控制参数为室内温度,而室内气温也受到其他因素的影响,如室内空气流动性、外界气温、太阳光照辐射等。

2)家用冰箱的工作原理与空调类似,但冰箱需要控制的是其内部温度。可将冰箱内部分解为冰箱箱体、冷藏箱体、冰箱内部和制冷结构^[24]。冰箱的热力学模型包括冰箱内部模块之间和冰箱与室内空气的热传递模型。此外,许多冰箱具有自动除霜功能,在除霜工况下冰箱的负荷不能被调控,但由于除霜时间和频率难以定量研究,本文暂不考虑除霜对冰箱调控性能的影响。

3)简化的电热水器可分为箱体和内部蓄水两部分,热力学模型主要与热传递速率、蓄水量等有关^[25]。文中假设电热水器均为可控的蓄水型电热水器。

由于住宅和负荷的热力学建模不是本文的主要工作,因此本节只是简单介绍了模型的模块和影响因素,模型的细节和参数详见附录 A。

1.2 居民用户整体负荷模型

考虑到用户的实际需求,空调、电冰箱和电热水器等温度控制型负荷在一定的温度范围内具有调度灵活性,超出该范围后就无法被灵活调度。可控负荷的可调范围也受相关设备的额定值约束。选取室内气温 T_a 、冰箱内部温度 T_f 和热水器蓄水温度 T_w 作为控制对象,在对可控负荷调度时需满足下述约束:

$$T_{a,\min} \leq T_a \leq T_{a,\max} \quad (1)$$

$$T_{f,\min} \leq T_f \leq T_{f,\max} \quad (2)$$

$$T_{w,\min} \leq T_w \leq T_{w,\max} \quad (3)$$

式中: $T_{a,\max}$, $T_{a,\min}$, $T_{f,\max}$, $T_{f,\min}$, $T_{w,\max}$, $T_{w,\min}$ 分别为室内气温、冰箱内部、热水器内蓄水的温度上下限。根据不同用户的需求,温度的限制也有所不同。

此外,空调的热功率 Q_{AC} 、冰箱的热功率 Q_{RF} 和电热水器的热功率 Q_{WH} 必须满足电器设备自身的热功率约束,即

$$0 \leq Q_{AC} \leq Q_{AC,\max} \quad (4)$$

$$0 \leq Q_{RF} \leq Q_{RF,\max} \quad (5)$$

$$0 \leq Q_{WH} \leq Q_{WH,\max} \quad (6)$$

式中: $Q_{AC,\max}$, $Q_{RF,\max}$, $Q_{WH,\max}$ 分别为家用空调、电冰箱和电热水器的热功率上限,设备的热功率极限与设备的型号相关。

除了上述可控负荷外,居民用户还有照明负荷等其他家用负荷。这部分负荷主要受用户的选择和控制,通常被视为固定负荷或不可控负荷。居民用

户的总用电负荷为不可控负荷与可控负荷之和。

式(4)至式(6)对应的是电器设备的热功率约束。需要利用不同家用负荷的能耗特性,将消耗的热量转换为实际消耗的电能。例如:制冷电器实际使用的电功率和热量消耗之间关系通常用能效比(energy efficiency ratio, EER)表示,而制热电器的效率则通常用性能系数(coefficient of performance, COP)表示。这里分别用 η_a, η_i, η_w 表示空调、电冰箱和电热水器消耗的热功率与电功率的比值,则空调的电功率 P_{AC} 、电冰箱的电功率 P_{RF} 和电热水器的电功率 P_{WH} 可分别用式(7)至式(9)计算,而用户的总用电负荷可由式(10)求取。

$$P_{AC} = \frac{Q_{AC}}{\eta_a} \quad (7)$$

$$P_{RF} = \frac{Q_{RF}}{\eta_i} \quad (8)$$

$$P_{WH} = \frac{Q_{WH}}{\eta_w} \quad (9)$$

$$P_D = P_{fix} + P_{AC} + P_{RF} + P_{WH} \quad (10)$$

式中: P_D 和 P_{fix} 分别为居民总用电负荷功率和不可控用电负荷功率。

2 EV 充放电负荷模型

2.1 充放电负荷

由于 EV 的行驶里程、充电需求、接入配电系统的时间等都具有很强的不确定性,在负荷高峰时期的无序充电会加大负荷峰谷差,严重时甚至引起系统阻塞。以单个 EV 充电为例进行分析,假设用户下午回家后为 EV 充电,初始充电时刻 T_{start} 的荷电状态(SOC)为 S_{init} ,次日上午使用 EV,充电结束时刻 T_{end} 的 SOC 为 S_{final} ,EV 电池容量为 B_c ,充电功率 $P_{ch}(t)$ 和 EV 的 SOC 值 $S_{ch}(t)$ 为时间的函数,充电效率为 η_c ,电池自放电率为 η_l ,则单个 EV 充电需满足:

$$S_{final} = S_{init} + B_c^{-1} \int_{T_{start}}^{T_{end}} \eta_c P_{ch}(t) dt - \int_{T_{start}}^{T_{end}} \eta_l S_{ch}(t) dt \quad (11)$$

式中: $S_{init}, T_{start}, T_{end}$ 具有较强的不确定性,可由零售商代理(RA)根据 EV 的历史使用情况数据进行统计分析得到。

如果 EV 具备 V2G 功能,则 EV 的调度灵活性和优化空间就更大。EV 可响应调度信号,在系统需要时通过 V2G 模式向电力系统回馈电能;或 EV 根据市场价格信号,在满足 EV 出行需求的前提下

优化充放电计划并获利。假设 EV 放电功率为 $P_{dch}(t)$,电池的 V2G 效率为 η_d ,则式(11)可修正为:

$$S_{final} = S_{init} + B_c^{-1} \int_{T_{start}}^{T_{end}} \left(\eta_c P_{ch}(t) - \frac{P_{dch}(t)}{\eta_d} \right) dt - \int_{T_{start}}^{T_{end}} \eta_l S_{ch}(t) dt \quad (12)$$

在 V2G 模式下, EV 的放电功率会增加 EV 的电池损耗,由单位 V2G 放电电能导致的额外电池损耗成本可根据文献[26]的方法估算:

$$L_{pd} = \frac{I_b}{B_c B_{lc} D_{od}} \quad (13)$$

式中: $L_{pd}, B_{lc}, I_b, D_{od}$ 分别为 EV 在 V2G 模式下的单位放电电能成本、电池设计的充放电循环寿命、电池成本和 V2G 放电深度(DOD)。

2.2 EV 充放电约束模型

为满足车主的使用需求, EV 充放电需要满足下述约束条件:

$$S_{ch, min} \leq S_{ch}(t) \leq S_{ch, max} \quad (14)$$

$$S_{final} \geq S_{final, min} \quad (15)$$

式中: $S_{ch, max}$ 和 $S_{ch, min}$ 均为保证电池寿命的约束,分别用于防止电池过度充电和过度放电; $S_{final, min}$ 为充电结束时车主可接受的最低 SOC 值,通常由车主根据各自的实际使用情况,与 RA 签订相应的协议,其中明确可接受的 $S_{final, min}$ 值。

EV 充放电需要满足自身的功率约束,而且每台 EV 不能同时处于充电和放电状态:

$$0 \leq P_{ch}(t) \leq P_{ch, max} \quad (16)$$

$$0 \leq P_{dch}(t) \leq P_{dch, max} \quad (17)$$

$$P_{ch}(t) P_{dch}(t) = 0 \quad (18)$$

式中: $P_{ch, max}$ 和 $P_{dch, max}$ 分别为 EV 的最大充电和放电功率。式(18)为 EV 充放电状态唯一性约束。

3 配电系统阻塞管理模型

3.1 配电市场结构

采用市场手段可以引导一些市场主体参与配电系统运行,这既有利于系统的安全和经济运行,也有利于相关的市场主体。在未来的配电系统中,可能出现的市场主体包括分布式供电商、RA、大用户、EV 服务商(包括家庭充放电服务和集中充换电站服务)等,而配电系统调度机构(DSO)则主要负责系统安全与经济运行、保证电能质量等。本文着眼于建立由 RA 负责实施的需求响应和 DSO 负责的调度之间进行适当协调的阻塞管理机制,并假设 EV 采用家庭充放电方式且充放电行为也受 RA 控制。RA 作为电力市场参与者,直接参与市场竞价。为

避免配电系统出现阻塞,DSO 需要对 RA 的负荷用电计划进行校验。

配电系统市场整体结构如图 1 所示^[27]。

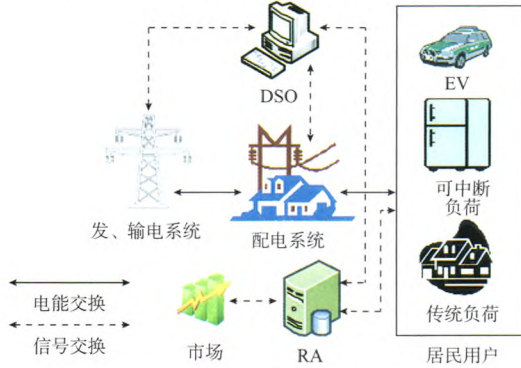


图 1 配电系统市场结构

Fig.1 Market infrastructure in a distribution system

RA 可与终端用户签订长期售电合同,以协议价格向终端用户售电。为提高用户参与需求响应的积极性,RA 可根据各个用户交付 RA 调度的可控负荷的容量、可调度时间与灵活性等特征,签订价格不同的用电合同。积极参与 RA 对可控负荷和 EV 调度的用户将获得较低的用电电价,反之亦然。然而,用户侧的售电电价一般受到政府相关部门/电力监管机构的严格监管,因此,RA 与用户签订的协议用电电价可以从监管机构预先确定的电价档位中选取。RA 对可控负荷和 EV 的调度主要考虑市场的价格信号。

若 RA 制定的负荷用电计划会引起配电系统阻塞,DSO 将计算由可控负荷引起的阻塞价格并发布给 RA,RA 则据此修改负荷用电计划。本文以日前市场为例,建立相应的配电系统阻塞管理模型。

3.2 RA 的初始负荷计划

在日前市场出清之前,RA 并不知道下一交易日的日前市场电价,而需要结合历史数据和下一交易日的预测信息对日前市场的电价进行估算。假设 N_d 为配电系统的负荷节点数, T_{sum} 为考虑的调度时段,配电系统每个节点上的用户数和 EV 数分别为 N_h 和 N_e ,估算的日前市场电价为 $\lambda(t)$, $t=1, 2, \dots, T_{sum}$,则 RA 的优化目标如下:

$$\min \sum_{i=1}^{N_d} \sum_{t=1}^{T_{sum}} \left[\lambda(t) \left(\sum_{h=1}^{N_h} P_D(i, h, t) + \sum_{e=1}^{N_e} P_{ch}(i, e, t) - \sum_{e=1}^{N_e} P_{dch}(i, e, t) \right) + \sum_{e=1}^{N_e} L_{pd}(e) P_{dch}(i, e, t) \right] \quad (19)$$

RA 的优化空间要受式(1)至式(10)和式(11)

至式(18)所分别表示的居民负荷和电动汽车充放电负荷特性的约束,其中式(1)至式(10)的约束条件与附录 A 的家用可控负荷热力学模型相关。式(18)为非线性约束,可以根据求解方法的不同进行变形,如引入 0-1 变量表征 EV 的充电和放电状态,消除非线性而成为整数线性约束。RA 在得到各个用户的用电计划后,以节点为单位汇总并上报 DSO。

3.3 DSO 阻塞管理模型

RA 作为经济理性的市场参与者,在对可控负荷和 EV 充放电行为进行调度时,必然使得在电价低谷时期 EV 大量充电以及居民用户投入的负荷增加,电价高峰时期 EV 大量放电以及居民用户投入的负荷减少。当 EV 充电负荷和可控负荷容量较大时,RA 的调度策略可能导致电价低谷时期的负荷增加,从而有可能出现新的负荷高峰,严重时可能导致配电线路阻塞,影响系统的安全与经济运行。DSO 为保证配电系统运行的安全,需要根据 RA 上报的初始负荷计划校验各代理商的用电计划是否产生过载及阻塞。若可能产生阻塞,DSO 将根据 RA 上报的初始负荷计划和各时段负荷的灵活性,采用最优潮流方法确定节点电价,并根据节点电价计算节点 i 在时刻 t 的阻塞价格 $\lambda_c(i, t)$ ($i=1, 2, \dots, N_d; t=1, 2, \dots, T_{sum}$)。DSO 根据最优潮流模型的计算结果,在可能阻塞的时段对 RA 加收阻塞价格,则 RA 会自主地根据 $\lambda_c(i, t)$ 对负荷用电计划进行协调优化,适当调整负荷需求,错开负荷高峰,减轻系统阻塞。若 RA 不根据 $\lambda_c(i, t)$ 对负荷用电计划进行调整,则系统阻塞情况可能依然存在,DSO 可以在一定的结算时段内对引起阻塞的 RA 处以较大数目的罚款作为惩罚。文中假设罚款数额很大,RA 均会选择根据 $\lambda_c(i, t)$ 调整用电计划。

阻塞价格 $\lambda_c(i, t)$ 需要真实反映阻塞对系统运行成本的影响。可采用多时段直流最优潮流求解配电系统的节点电价(distribution locational marginal pricing, DLMP),进而确定 $\lambda_c(i, t)$,优化模型为:

$$\min \sum_{t=1}^{T_{sum}} \lambda(t) P_{G, sum}(t) \quad (20)$$

$$\text{s.t. } P_{G, sum}(t) - \sum_{i=1}^{N_d} (P_{SD}(i, t) + P_{Sch}(i, t) - P_{Sdch}(i, t)) = 0 \quad (21)$$

$$P_{G}(i, t) - (P_{SD}(i, t) + P_{Sch}(i, t) - P_{Sdch}(i, t)) = \sum_{j=1}^{N_d} B_{ij} \theta_{ij}(t) \quad (22)$$

$$-F_{ij, max} \leq B_{ij} \theta_{ij}(t) \leq F_{ij, max} \quad (23)$$

$$P_{SD, min}(i, t) \leq P_{SD}(i, t) \leq P_{SD, max}(i, t) \quad (24)$$

$$P_{Sch, min}(i, t) \leq P_{Sch}(i, t) \leq P_{Sch, max}(i, t) \quad (25)$$

$$P_{\text{Sdch},\min}(i,t) \leq P_{\text{Sdch}}(i,t) \leq P_{\text{Sdch},\max}(i,t) \quad (26)$$

式中: $P_G(i,t)$ 和 $P_{G,\text{sum}}(t)$ 分别为在时刻 t 由节点 i 注入系统的有功功率和配电系统在时刻 t 从上层输电系统购买的有功功率; B_{ij} 和 $\theta_{ij}(t)$ 分别为节点 i 和节点 j 之间的线路导纳虚部和时刻 t 节点 i 与 j 之间的电压相角差; $F_{ij,\max}$ 为线路 $i-j$ 的有功潮流上限; $P_{\text{SD}}(i,t)$, $P_{\text{Sch}}(i,t)$, $P_{\text{Sdch}}(i,t)$ 分别为 RA 上报的以节点为单位的可控负荷、EV 充电负荷和 EV 放电负荷的初始计划; $P_{\text{SD},\max}(i,t)$, $P_{\text{SD},\min}(i,t)$, $P_{\text{Sch},\max}(i,t)$, $P_{\text{Sch},\min}(i,t)$, $P_{\text{Sdch},\max}(i,t)$, $P_{\text{Sdch},\min}(i,t)$ 分别为时刻 t 节点 i 可控负荷的上下限、电动汽车的充电负荷上下限和放电负荷上下限。式(18)的约束同样需要在模型中考虑。式(24)至式(26)为 DSO 根据 RA 上报的初始负荷计划得到的居民用户可控负荷和 EV 充放电负荷约束。

记用上述模型求解出的 DLMP 为 $\lambda_m(i,t)$, 则阻塞价格可由式(27)求得, 并作为 RA 调整可控负荷和 EV 充放电负荷用电计划的依据。

$$\lambda_c(i,t) = \lambda_m(i,t) - \lambda(t) \quad (27)$$

3.4 RA 对负荷计划的修正

在 DSO 发布阻塞价格后, RA 需要综合考虑用户购电情况、市场电价和阻塞价格, 调整可控负荷和 EV 充放电负荷的用电计划, 通过对调度结果利润的最大化实现对 DSO 阻塞管理信号的响应, 自主规避阻塞。RA 的优化目标修改如下:

$$\min \sum_{i=1}^{N_d} \sum_{t=1}^{T_{\text{sum}}} \left[(\lambda(t) + \lambda_c(i,t)) \left(\sum_{h=1}^{N_h} P_D(i,h,t) + \sum_{e=1}^{N_e} P_{\text{ch}}(i,e,t) - \sum_{e=1}^{N_e} P_{\text{dch}}(i,e,t) \right) + \sum_{e=1}^{N_e} L_{\text{pd}}(e) P_{\text{dch}}(i,e,t) \right] \quad (28)$$

RA 在修正负荷计划时需要考虑的约束条件与制定初始负荷计划时相同。

3.5 优化模型的求解

附录 A 中给出的居民用户可控负荷热力学模型均为连续微分代数方程组。在实际求解过程中, 需要将居民可控负荷的热力学模型和 EV 的充放电模型根据电力市场交易时段进行离散化处理。通过引入整数变量 $u(i,e,t)$, 其取值为 1 和 0 时分别表示 EV 充电和放电, 这样可以替换非线性约束(式(18)), 使得模型转换为整数线性规划。这样, 上述 RA 和 DSO 的优化问题就转换为整数线性规划问题, 详细的优化模型见附录 B, 这里采用 IBM 公司开发的成熟而高效的商业求解器 CPLEX 求解。根据 3.2 节和 3.4 节介绍的配电系统阻塞管理策略

流程, RA 首先根据预测电价 $\lambda(t)$ 、所辖范围内可控负荷和 EV 的充放电需求制定下一交易日的初步负荷计划, 并在交易截止前提交给 DSO 进行校验; 若初步负荷计划可能引起配电系统阻塞, DSO 将采用 3.3 节的模型计算阻塞价格; RA 会根据 DSO 提供的阻塞价格信息重新分配负荷计划, 并参与日前电力市场的竞价, 详细的求解流程见附录 B。

4 算例分析

基于图 2 所示的 IEEE 33 节点标准配电系统, 对其负荷情况进行修改, 来说明所提出的配电系统阻塞管理机制。

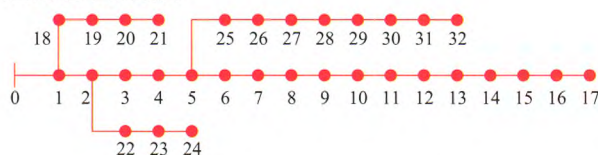


图 2 IEEE 33 节点配电系统
Fig.2 IEEE 33-bus distribution system

对于除平衡节点 0 之外的每个节点, 给定 $N_h = 100$, $N_e = 20$, 即配电系统内共有 3 200 位居民用户和 640 辆 EV。为描述简单起见, 假设不同负荷节点之间的 N_h 个居民负荷和 N_e 辆 EV 的用电特性和参数相同, 而在同一个节点的 N_h 个居民负荷和 N_e 辆 EV 的用电特性和参数各不相同。给定 $T_{\text{sum}} = 24$ h, 并以小时为时段单位。为便于展示 EV 充放电负荷的影响, 测试时间起始时刻和终止时刻分别为首日中午 12:00 和次日中午 12:00。室外气温 T_e 、光照强度 Q_s 和各用户不可控负荷功率 P_{fix} 分别见附录 C 图 C1 至图 C3, 算例的详细参数见附录 C 表 C1 和表 C2。为保证可控负荷调度的连续性, 假设居民用户的 T_a , T_f 和 T_w 在优化时间窗终止时刻 T_{sum} 需与起始时刻的温度值相同, RA 和 DSO 采用相同的前日市场预测电价 $\lambda(t)$ 。参照文献[28], B_{lc} , I_b 和 D_{od} 的取值分别为 1 000, 600 元/(kW·h) 和 80%。假设线路 1-2 因为 EV 和其他负荷接入而成为可能出现阻塞的线路, 且 EV 具备 V2G 功能, 下面针对两种 V2G 充放电情形进行分析^[29]。场景 I: EV 最大充放电功率较小, 即假设 $P_{\text{ch},\max} = P_{\text{dch},\max} = 4$ kW。场景 II: EV 最大充放电功率较大, 即假设 $P_{\text{ch},\max} = P_{\text{dch},\max} = 10$ kW。此外, 为了体现 EV 在 V2G 模式下对配电系统的影响, 这里也针对 EV 无 V2G 的模式进行了仿真分析, 即 $P_{\text{dch},\max} = 0$ kW。

4.1 场景 I

前面已经给定了 $N_h = 100$, $N_e = 20$, 这样 EV

保有率为 20%, 比较低。采用场景 I 给出的较小的最大充放电功率时, 在 20% 保有率时 EV 充放电负荷明显小于居民用户最大可控负荷。考虑到 EV 所需充电时间较长以及 T_{start} 和 T_{end} 的随机特性, EV 参与配电系统阻塞管理的可调度空间较小; 此时, RA 主要通过调整居民住宅内的可控负荷对预测电价和阻塞价格进行响应。预测电价和由上述优化模型计算得到的阻塞价格如图 3 所示, 线路 1-2 的负载率如图 4 所示, 图 4 同时对比了不考虑 V2G 模式下的线路负载率。计算结果显示, 在较慢速的充放电模式下, EV 充放电负荷以保证车需求为主, 节点 21 和 24 的 EV 充放电时间安排基本相同, 即阻塞价格对 EV 的充放电时间安排影响不大; 节点 21 和 24 的居民用户可控负荷的变化比较明显, 集中的用电高峰被错开以避免阻塞。为了体现阻塞价格对可控负荷优化用电的影响, 对节点 21 和 24 的所有居民负荷用电功率进行对比, 结果分别见附录 C 图 C4 和图 C5。

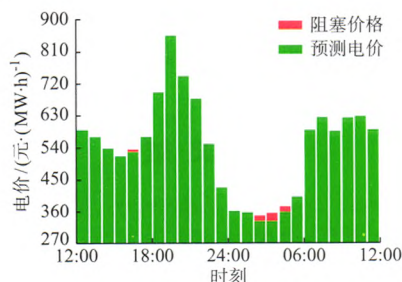


图 3 场景 I 的预测电价与阻塞价格
Fig.3 Predicted electricity price and congestion tariff in scenario I

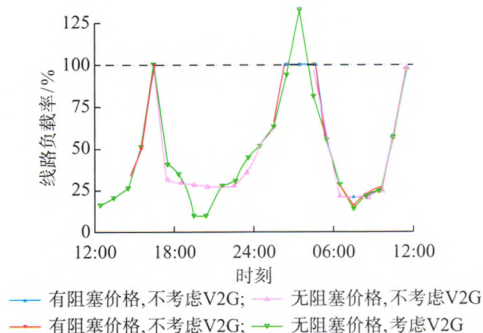


图 4 场景 I 在有/无阻塞价格时的线路负载率比较
Fig.4 Comparisons of line loading ratios with and without the congestion tariff enforced in scenario I

4.2 场景 II

当 EV 采用场景 II 的较为快速的充放电模式下, EV 集中充电时段的负荷峰值均显著提高。若不引入阻塞价格, 线路 1-2 的过载情况会严重加剧。

预测电价和采用上述优化模型计算得到的阻塞价格如图 5 所示, 线路 1-2 的负载率如图 6 所示, 图 6 同时对比了不考虑 V2G 模式下的线路负载率。附录 C 图 C6 和图 C7 分别展示了节点 21 和 24 的 EV 充放电时间安排 (充电功率为正、放电功率为负)。可以看出在调整居民可控负荷的基础上, 在阻塞价格的引导下 EV 的充电时间安排也有所改变, 避免了集中充电; 而 EV 的放电时间基本没有改变, 这是由于 EV 的保有率较低, EV 集中放电会减少配电系统所需的外购电力且不会因为大量功率反送而引起配电站反向过载。

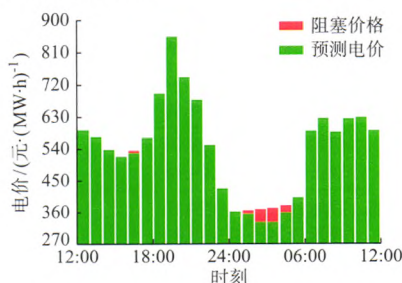


图 5 场景 II 的预测电价与阻塞价格
Fig.5 Predicted electricity price and congestion tariff in scenario II

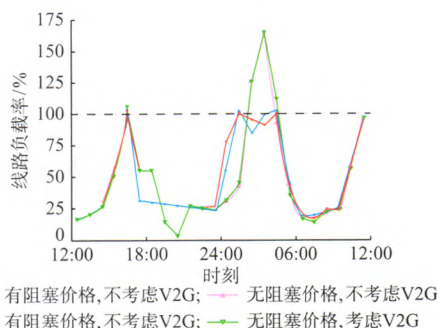


图 6 场景 II 在有/无阻塞价格时的线路负载率比较
Fig.6 Comparisons of line loading ratios with and without congestion tariff enforced in scenario II

4.3 阻塞管理效果分析

附录 C 图 C8 和图 C9 分别展示了在有/无实施阻塞价格和考虑/不考虑 EV 的 V2G 情况下, EV 的平均充放电负荷曲线和居民用户平均用电负荷曲线。可以看出, 在没有实施阻塞价格时负荷高峰集中在 15:00—16:00 时段, 而通过实施阻塞价格, EV 的充电负荷高峰前移至 13:00—14:00, 而居民用户负荷高峰推迟至 16:00—17:00。通过错开负荷的集中用电高峰, 取得了规避配电系统阻塞的效果。

采用这两种充电模式时, RA 均在阻塞价格的引导下通过修改用电计划使得线路 1-2 的最大负载率显著降低。相应的, 阻塞价格导致 RA 的购电成

本提高,统计结果如表1所示。从表1可以看出,本文所提出的市场机制和相关的优化模型可以在相当程度上避免阻塞出现。EV的V2G模式可以充分利用EV的灵活性,减少RA的单位购电成本,提高RA参与电力市场的积极性,图7展示了场景Ⅱ中V2G模式对节点24的电动汽车总充放电负荷与平均SOC值的影响。

表1 阻塞价格对线路最大负载率和平均购电成本的影响比较

Table 1 Comparisons of the maximum line loading ratios and average purchasing cost with and without congestion tariff enforced

模式	RA 负荷计划	线路1-2最大负载率/%	RA的单位购电成本/(元·(MW·h) ⁻¹)
EV 充放电模式Ⅰ	不考虑 初始计划	132.25	490.16
	V2G 修正计划	100.50	495.56
	考虑 初始计划	132.25	431.48
	V2G 修正计划	100.48	445.21
EV 充放电模式Ⅱ	不考虑 初始计划	164.25	486.81
	V2G 修正计划	100.23	498.18
	考虑 初始计划	164.25	413.87
	V2G 修正计划	100.16	430.32

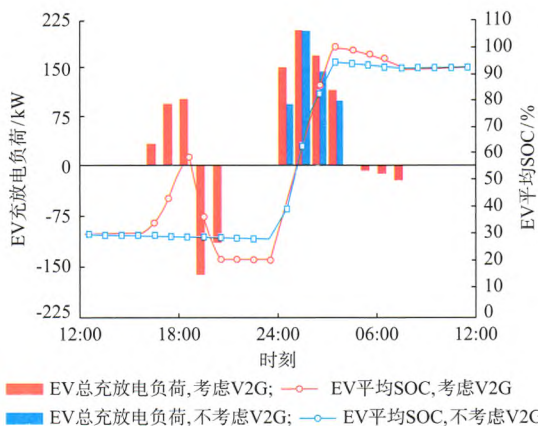


图7 场景Ⅱ中节点24的总EV充放电负荷和平均SOC在未考虑和考虑V2G模式下的比较
Fig.7 Comparisons of total charging and discharging power of EVs and average SOC levels of EVs at node 24 in scenario II with and without employment of V2G

需要指出,日前市场电价预测结果总会有一定的误差,这会导致优化结果与日前市场的实际情况有所偏差。该偏差有可能导致配电系统出现集中的负荷高峰从而引起过载和阻塞,DSO和RA可以进一步通过日间市场或实时市场的协调来规避配电系统阻塞。

5 结语

针对包括EV充放电负荷和可控负荷的配电系统,本文提出了一种市场机制来规避系统阻塞。首

先引入了居民住宅模型和温度控制型可控负荷模型,分析了EV充放电负荷特性,居民负荷和EV负荷可以在满足用电需求的前提下通过市场机制引导参与系统优化运行。之后,构造了采用最优潮流方法确定阻塞价格的数学模型;各代理商则根据调度结果和阻塞价格,在满足用户用电需求的前提下对可控负荷和电动汽车充放电负荷用电安排进行调整,避免集中用电导致负荷尖峰和配电系统阻塞。最后,采用修改的IEEE标准系统算例,针对两种EV充放电模式和是否考虑EV的V2G运行模式,对所提出的市场机制、数学模型和阻塞管理策略的有效性进行了仿真验证。考虑到DSO并非市场主体,其不应该干预RA的竞价策略,DSO与RA的协调优化并没有采用迭代求解,这导致算例结果仍然存在微小的过载。这部分过载可以通过实时市场或负荷控制手段进行消除。此外,可控负荷和EV充放电调度计划在日前市场与实时市场的协调、用户的合理补偿机制和配电系统阻塞惩罚的分摊等方面仍然值得进一步的研究。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参考文献

- [1] National Energy Technology Laboratory, US Department of Energy. The NETL modern grid initiative: a vision for the modern grid[R/OL]. [2013-10-10]. http://www.bpa.gov/energy/n/smart_grid/docs/Vision_for_theModernGrid_Final.pdf.
- [2] European Commission. European technology platform smart grids: vision and strategy for Europe's electricity networks for the future[R/OL]. [2013-09-08]. http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/smartgrids_en.pdf.
- [3] 王贵斌,赵俊华,文福拴,等.配电系统中电动汽车与可再生能源的随机协同调度[J].电力系统自动化,2012,36(19):22-29. WANG Guibin, ZHAO Junhua, WEN Fushuan, et al. Stochastic optimization dispatching of plug-in hybrid electric vehicles in coordination with renewable generation in distribution systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(19): 22-29.
- [4] OCHOA L F, HARRISON G P. Minimizing energy losses: optimal accommodation and smart operation of renewable distributed generation[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2011, 26(1): 198-205.
- [5] DE JONGHE C, HOBBS B F, BELMANS R. Optimal generation mix with short-term demand response and wind penetration[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2012, 27(2): 830-839.
- [6] 史常凯,盛万兴,孙军平,等.智能用电中自动需求响应的特征及研究框架[J].电力系统自动化,2013,37(23):1-7. SHI Changkai, SHENG Wanxing, SUN Junping, et al. Characteristics and research framework of automated demand

- response in smart utilization[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(23): 1-7.
- [7] 张钦,王锡凡,王建学,等.电力市场下需求响应研究综述[J].电力系统自动化,2008,32(3):97-106.
ZHANG Qin, WANG Xifan, WANG Jianxue, et al. Survey of demand response research in deregulated electricity markets[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(3): 97-106.
- [8] 柯进,管霖.电力市场下的输电阻塞管理技术[J].电力系统自动化,2002,25(14):20-25.
KE Jin, GUAN Lin. Transmission congestion management in power market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2002, 25(14): 20-25.
- [9] 李海英,李渝曾,张少华.可控负荷参与输电阻塞管理的模型与算法[J].电力系统自动化,2006,30(10):17-21.
LI Haiying, LI Yuzeng, ZHANG Shaohua. Model and algorithm of transmission congestion management based on interruptible load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(10): 17-21.
- [10] PALENSKY P, DIETRICH D. Demand side management: demand response, intelligent energy systems, and smart loads [J]. IEEE Trans on Industrial Informatics, 2011, 7(3): 381-388.
- [11] 张钦,王锡凡,王秀丽,等.需求侧实时电价下用户购电风险决策[J].电力系统自动化,2008,32(13):16-20.
ZHANG Qin, WANG Xifan, WANG Xiuli, et al. Customer's electricity purchasing risk decision integrating demand side real-time pricing[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(13): 16-20.
- [12] SEPULVEDA A, PAULL L, MORSI W G, et al. A novel demand side management program using water heaters and particle swarm optimization[C]// 2010 IEEE Electric Power and Energy Conference (EPEC), August 25-27, 2010, Halifax, NS, Canada: 5p.
- [13] NOURAI A, KOGAN V I, SCHAFER C M. Load leveling reduces T&D line losses[J]. IEEE Trans on Power Delivery, 2008, 23(4): 2168-2173.
- [14] POURMOUSAVI S A, NEHRIR M H. Real-time central demand response for primary frequency regulation in microgrids[J]. IEEE Trans on Smart Grid, 2012, 3(4): 1988-1996.
- [15] CONEJO A J, MORALES J M, BARINGO L. Real-time demand response model[J]. IEEE Trans on Smart Grid, 2010, 1(3): 236-242.
- [16] PIELTAIN F L, ROMAN T G S, COSSENT R, et al. Assessment of the impact of plug-in electric vehicles on distribution networks[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2011, 26(1): 206-213.
- [17] ASHTARI A, BIBEAU E, SHAHIDINEJAD S, et al. PEV charging profile prediction and analysis based on vehicle usage data[J]. IEEE Trans on Smart Grid, 2012, 3(1): 341-350.
- [18] 孙晓明,王玮,苏粟,等.基于分时电价的电动汽车有序充电控制策略设计[J].电力系统自动化,2013,37(1):191-195.
SUN Xiaoming, WANG Wei, SU Su, et al. Coordinated charging strategy for electric vehicles based on time-of-use price[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 191-195.
- [19] 姚伟锋,赵俊华,文福拴,等.基于双层优化的电动汽车充放电调度策略[J].电力系统自动化,2012,36(11):30-37.
YAO Weifeng, ZHAO Junhua, WEN Fushuan, et al. A charging and discharging dispatching strategy for electric vehicles based on bi-level optimization [J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(11): 30-37.
- [20] CONNELL N O, WU Q, ØSTERGAARD J, et al. Day-ahead tariffs for the alleviation of distribution grid congestion from electric vehicles[J]. Electric Power Systems Research, 2012, 92(11): 106-114.
- [21] ROSCOE A J, AULT G. Supporting high penetration of renewable generation via implementation of real-time electricity pricing and demand response [J]. IET Renewable Power Generation, 2010, 4(4): 369-382.
- [22] BACHER P, MADSEN H. Identifying suitable models for the heat dynamics of buildings [J]. Energy Buildings, 2011, 43(7): 1511-1522.
- [23] TAHERSIMA F, STOUSTRUP J, RASMUSSEN H, et al. Thermal analysis of an HVAC system with TRV controlled hydronic radiator[C]// 2010 IEEE Conference on Automation Science and Engineering (CASE), August 21-24, 2010, Toronto, ON, Canada: 756-761.
- [24] SHORT J A, INFELD D G, FRERIS L L. Stabilization of grid frequency through dynamic demand control [J]. IEEE Trans on Power Systems, 2007, 22(3): 1284-1293.
- [25] PAULL L, LI H, CHANG L. A novel domestic electric water heater model for a multi-objective demand side management program[J]. Electric Power Systems Research, 2010, 80(12): 1446-1451.
- [26] ANDERSSON S L, ELOFSSON A K, GALUS M D, et al. Plug-in hybrid electric vehicles as regulating power providers: case studies of Sweden and Germany[J]. Energy Policy, 2010, 38(6): 2751-2762.
- [27] ARNOLD G W. Challenges and opportunities in smart grid: a position article[J]. Proceedings of the IEEE, 2011, 99(6): 922-927.
- [28] YAO Weifeng, ZHAO Junhua, WEN Fushuan, et al. A hierarchical decomposition approach for coordinated dispatch of plug-in electric vehicles[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2013, 28(3): 2768-2778.
- [29] SHAO Shengnan, MANISA P, SAIFUR R. Grid integration of electric vehicles and demand response with customer choice [J]. IEEE Trans on Smart Grid, 2012, 3(1): 543-550.
- 刘伟佳(1989—),男,博士研究生,主要研究方向:电力系统恢复和电力市场。E-mail: liuweijiamarcel@gmail.com
吴秋伟(1977—),男,副教授,主要研究方向:电动汽车、可再生能源、电力系统实时仿真和电力市场。E-mail: qw@elektro.dtu.dk
文福拴(1965—),男,通信作者,教授,博士生导师,主要研究方向:电力系统故障诊断与系统恢复、电力经济与电力市场、智能电网与电动汽车。E-mail: fushuan.wen@gmail.com

(编辑 章黎)

(下转第 101 页 continued on page 101)

故障定位方法[J].电力系统自动化,2013,37(4):104-107.

CHEN Jun, LIU Zihong, WANG Mingxi, et al. Location method for stator single-phase ground fault independent of injection type principle [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(4): 104-107.

txt_1216@163.com

张征平(1966—),男,博士,教授级高级工程师,主要研究方向:电力设备故障诊断及高压试验技术研究。

胡 卫(1986—),男,硕士,工程师,主要研究方向:电力设备故障诊断及高压试验技术研究。

涂小涛(1984—),男,通信作者,博士,工程师,主要研究方向:电力设备故障诊断及高压试验技术研究。E-mail:

(编辑 杨松迎)

Rapid Diagnostic Method of Stator Ground Fault Caused by a Faulty Terminal Capacitor

TU Xiaotao, ZHANG Zhengping, HU Wei

(Electric Power Research Institute of Guangdong Power Grid, Guangzhou 510080, China)

Abstract: It is difficult to diagnose the stator ground fault caused by a faulty terminal capacitor with the help of detecting insulation resistance. The corresponding mechanism is analyzed first based on the equivalent circuit of stator ground fault. Three-phase reference composed of stator voltages is adopted to make a comparative analysis on the phase characteristics of zero sequence voltage, which can be used to discriminate the stator ground fault caused by a faulty terminal capacitor or grounding transient resistance. And a practical method is proposed based on the foregoing characteristics. In this approach, the position of zero sequence voltage in the three-phase reference can be judged by voltage waveforms from the wave-recording device. Furthermore, the winding capacitance to ground and grounding resistance of the neutral point should be utilized to realize rapid diagnosis. Finally, the effectiveness of the proposed approach is verified through a relevant fault example.

Key words: stator ground fault; generator; ground fault; terminal capacitor; zero sequence voltage; fault diagnosis

(上接第 33 页 continued from page 33)

A Market Mechanism for Participation of Electric Vehicles and Dispatchable Loads in Distribution System Congestion Management

LIU Weijia¹, WU Qiuwei², WEN Fushuan^{1,3}, XUE Yusheng⁴

(1. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China;

2. Center for Electric Power and Energy, Technical University of Denmark, Lyngby 2800, Denmark;

3. Department of Electrical and Electronic Engineering, Institut Teknologi Brunei, Bandar Seri Begawan BS8675, Brunei;

4. NARI Group Corporation (State Grid Electric Power Research Institute), Nanjing 211106, China)

Abstract: In the electricity market environment, a reasonable market mechanism is demanding for guiding the behaviors of interruptible loads and flexible loads such as the charging loads of electric vehicles (EVs) to alleviate peak demands and system congestion. First, according to the response characteristics of different kinds of loads, the temperature controlled domestic loads are chosen as controllable loads. Besides, the EV charging demand and discharging power with the vehicle to grid (V2G) mode are considered as flexible loads. The demand response models of the controllable/EV demands are presented based on their thermal models/charging and discharging characteristics. Then, given the economic rationality of the retail agents (RAs) for interruptible and EV loads and the demand response models, RAs will formulate the initial bidding plans for the next trading day; the initial bidding plans will be verified by the distribution system operator, and an optimal power flow model will be employed to calculate congestion fees if applicable. Afterwards, the RAs will employ these congestion fees to reschedule and coordinate the domestic controllable loads and EV charging/discharging loads, given that the customers' needs and constraints are properly respected. With the proposed market mechanism, the peak demands can be alleviated and distribution system congestion avoided to a great extent. Finally, the developed market mechanism, mathematical models and congestion management strategy are demonstrated through the modified IEEE 33-bus distribution system.

This work is jointly supported by National Basic Research Program of China (973 Program) (No. 2013CB228202) and National Natural Science Foundation of China (No. 51361130153, No. 51361130152).

Key words: electricity market; congestion management; distribution system; demand response; electric vehicle

电动汽车和可控负荷参与配电系统阻塞管理的市场机制

作者: [刘伟佳](#), [吴秋伟](#), [文福拴](#), [薛禹胜](#), [LIU Weijia](#), [WU Qiuwei](#), [WEN Fushuan](#), [XUE Yusheng](#)
作者单位: [刘伟佳, LIU Weijia\(浙江大学电气工程学院, 浙江省杭州市, 310027\)](#), [吴秋伟, WU Qiuwei\(Center for Electric Power and Energy, Technical University of Denmark, Lyngby 2800, 丹麦\)](#), [文福拴, WEN Fushuan\(浙江大学电气工程学院, 浙江省杭州市310027; 文莱科技大学电机与电子工程系, 斯里巴加湾 BS8675, 文莱\)](#), [薛禹胜, XUE Yusheng\(南瑞集团公司\(国网电力科学研究院\), 江苏省南京市, 211106\)](#)
刊名: [电力系统自动化](#) 
英文刊名: [Automation of Electric Power Systems](#)
年, 卷(期): [2014, 38\(24\)](#)

引用本文格式: [刘伟佳. 吴秋伟. 文福拴. 薛禹胜. LIU Weijia. WU Qiuwei. WEN Fushuan. XUE Yusheng 电动汽车和可控负荷参与配电系统阻塞管理的市场机制\[期刊论文\]-电力系统自动化](#) 2014(24)